

УДК 666.954.3.004.183

**РЕГУЛИРОВАНИЕ ГЕНЕРАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ  
ПРИ ПОВЫШЕНИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЭЦ**

**Докт. техн. наук, проф. РОМАНИЮК В. Н.<sup>1)</sup>,  
магистрант БОБИЧ А. А.<sup>1)</sup>, магистр экон. наук КОЛОМЫЦКАЯ Н. А.<sup>2)</sup>,  
магистры техн. наук МУСЛИНА Д. Б.<sup>2)</sup>, РОМАНИЮК А. В.<sup>2)</sup>**

*<sup>1)</sup>Белорусский национальный технический университет,*

*<sup>2)</sup>РУП «БЕЛТЭИ»*

Проблема неравномерных графиков электрической нагрузки и связанных с ней перерасход топлива характерны для большинства энергосистем. Сложившиеся основные пути решения соответствующей задачи, среди которых – создание оптимальной структуры энергогенерирующих мощностей

и реализация ограничивающих и стимулирующих мер по привлечению потребителей электроэнергии к выравниванию графиков [1–7]. Новые решения связаны с распределенными когенерационными источниками [8, 9]. Общеизвестно, что проблема усложнится с вводом АЭС и, в этой связи анализ вариантов регулирования нагрузки объединенной энергосистемы (ОЭС) Беларуси проведен в [10]. Здесь рассматривается еще один путь решения данной задачи, связанный с привлечением паротурбинных ТЭЦ, генерация которых ограничивается графиком потребления тепловой энергии, к регулированию генерации электроэнергии. Предлагаемый способ регулирования мощности в сравнении с традиционными [10] имеет определенные преимущества. На примере Белорусской энергосистемы оцениваются его возможности и энергосберегающий эффект. Применение способа обеспечит годовую экономию природного газа до 75 тыс. т у. т. и даст необходимый опыт для его полной реализации, который будет востребован после ввода АЭС.

**Графики электропотребления и их обеспечение.** Глобальная проблема покрытия графиков электрической нагрузки энергосистемы рассматривается многими специалистами [1–10]. Характерные суточные графики нагрузок ОЭС Беларуси (рис. 1, 2) мало подвержены изменениям [9]. Характеристики указанных графиков рассматриваются в [4, 5] и приведены в табл. 1, где  $N_{\min}$  – минимальная мощность;  $N_{\max}$  – максимальная мощность;  $N_{\text{cp}}$  – среднесуточная мощность;  $N_{\text{пп}}$  – мощность полупикового потребления;  $W_{\text{сут}}$  – суточная генерация электроэнергии;  $\alpha = N_{\min}/N_{\max}$  – коэффициент неравномерности;  $\beta = N_{\text{cp}}/N_{\max}$  – коэффициент заполнения;  $\Delta N_{\max} = N_{\max} - N_{\min}$  – диапазоны регулирования максимальный,  $\Delta N_{\text{пп}} = N_{\text{пп}} - N_{\min}$  – полупиковый и  $\Delta N_{\text{п}} = N_{\max} - N_{\text{пп}}$  – пиковый.

Достаточно стабильный характер нагрузки энергосистемы позволяет в ближайшей перспективе использовать приведенные данные для оценки возможных решений задачи регулирования мощности.

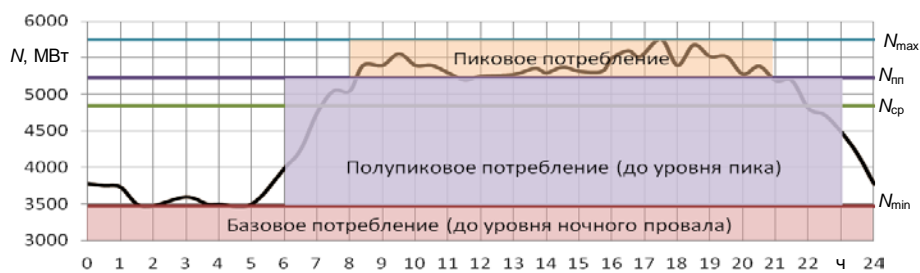


Рис. 1. Типовой суточный график нагрузки ОЭС [4, 5]

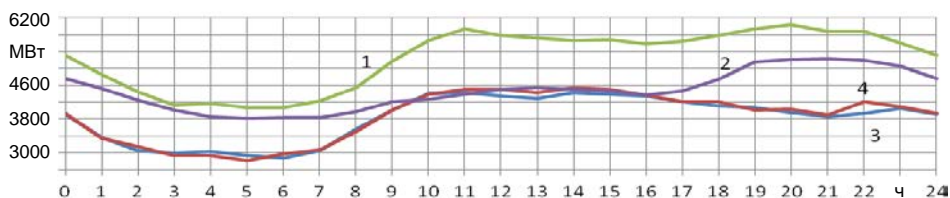


Рис. 2. Характерные суточные графики нагрузки ОЭС Беларуси в 2010 г.:  
1, 2 – соответственно рабочие и выходные сутки отопительного периода;  
3, 4 – то же межотопительного периода

Таблица 1

**Характеристики типовых графиков нагрузки ОЭС Беларуси в 2007 [4, 5], 2009 [11] и 2010 гг. отопительного (ОП) и межотопительного (МОП) периодов в рабочие сутки (РС) и выходные сутки (ВС)**

График	$\alpha$	$\beta$	$N_{\min}$ , МВт	$N_{\max}$ , МВт	$N_{\text{шт}}$ , МВт	$N_{\text{ср}}$ , МВт	$\Delta N_{\max}$ , МВт	$\Delta N_{\text{п}}$ , МВт	$\Delta N_{\text{шт}}$ , МВт	$W_{\text{сут}}$ , МВт·ч
2007 г.										
№ 1, ОП–РС	0,62	0,82	3607	5786	5229	4850	2179	557	1622	116,40
№ 2, ОП–ВС	0,71	0,84	3454	4892	4262	4098	1438	630	808	98,40
№ 3, МОП–РС	0,66	0,85	2998	4537	4153	3864	1539	384	1155	92,80
№ 4, МОП–ВС	0,76	0,87	2807	3708	3458	3244	901	250	651	77,90
2009 г.										
№ 1, ОП–РС	0,65	0,85	3561	5516	5100	4684	1955	416	1539	117,10
№ 2, ОП–ВС	0,68	0,82	3278	4789	4000	3949	1511	789	722	98,70
№ 3, МОП–РС	0,63	0,84	2747	4368	3800	3673	1621	568	1053	91,80
№ 4, МОП–ВС	0,70	0,83	2640	3798	3300	3162	1158	498	660	79,00
2010 г.										
№ 1, ОП–РС	0,68	0,87	4074	6029	5600	5246	1955	429	1526	131,10
№ 2, ОП–ВС	0,73	0,85	3824	5241	4400	4480	1417	841	576	112,00
№ 3, МОП–РС	0,65	0,86	2878	4432	3900	3823	1554	532	1022	95,60
№ 4, МОП–ВС	0,62	0,85	2812	4549	4000	3861	1737	549	1188	96,50

**Цена вопроса.** Ежегодный перерасход топлива, связанный с неравномерностью генерации электроэнергии на Лукомльской ГРЭС, оценивается примерно в 69 тыс. т у. т., на Березовской ГРЭС – примерно в 22 тыс. т у. т. [4, 5]. Кроме того, в энергосистеме Беларуси в отопительный период в ночные часы вынужденно разгружаются отборы ТЭЦ на 0,25–0,35 ГВт и обеспечение потребителей осуществляется непосредственно от котлов [6, 7]. Без разгрузки ТЭЦ ниже теплового графика не представляется возможным обеспечение баланса мощностей Белорусской энергосистемы в ночные часы отопительного периода [12]. Величина годового перерасхода топлива, связанного с разгрузкой ТЭЦ, составляет не менее 60 тыс. т у. т. [9].

В энергосистеме, где определяющими являются тепловые электростанции, регулирование мощности с их помощью неизбежно [10, 13, 14]. В ОЭС Беларуси большой удельный вес имеют паротурбинные ТЭЦ, что обуславливает в ряде случаев их участие в регулировании генерации электроэнергии. В этой связи следует рассмотреть возможность устранения пережога топлива, который имеет место в настоящее время при регулировании мощности с помощью ТЭЦ [6, 7, 9]. Целесообразно оценить пределы в изменении мощности, которые могут быть достигнуты за счет ТЭЦ при выполнении принятого ограничения по блокированию перерасхода топлива, что актуально в связи с предстоящим вводом АЭС [10]. Решение поставленной задачи регулирования мощности с помощью существующих паротурбинных ТЭЦ Беларуси основывается на тепловом аккумуляровании.

**Тепловое аккумулярование.** Применение тепловых аккумуляторов практически отсутствует на объектах ОЭС Беларуси. Лишь в [15] рассматривалось использование аккумулялирующей способности тепловой сети и тепловых аккумуляторов, установленных непосредственно у потребителей,

для повышения эффективности ТЭЦ. В то же время имеется многообразие схем применения центральных тепловых аккумуляторов, устанавливаемых у энергетических установок большой мощности, и аккумуляторов, располагаемых перед распределительной сетью. Здесь рассматривается использование центральных, вытеснительных тепловых аккумуляторов [16].

В практике тепловое аккумулярование применяется, как правило, для выравнивания генерации, в том числе и в упомянутой работе, затрагивающей этот вопрос в связи с энергосистемой Беларуси [15]. Рассматриваемое здесь решение предполагает противоположное: за счет тепловых аккумуляторов увеличить суточную неравномерность генерации электроэнергии на ТЭЦ в соответствии с неравномерностью графика электрических нагрузок. При этом, безусловно, сохраняется отпуск требуемого потребителям количества тепловой энергии без замещения теплофикационных отборов непосредственно котлами, а пропуск пара в конденсатор поддерживается на техническом минимуме. Возможность подобного использования тепловых аккумуляторов для регулирования генерации электроэнергии упоминается в [17].

**Сущность способа.** Предлагаемое регулирование мощности предусматривает в часы максимума графика электрической нагрузки уменьшить генерацию на КЭС и соответственно увеличить генерацию электроэнергии на ТЭЦ. Последнее достигается за счет дополнительной загрузки отборов ТЭЦ в сравнении с той, при которой обеспечивается требуемый потребителям отпуск тепловой энергии. В результате такого перераспределения между источниками генерации электроэнергии возникают избытки тепловой энергии, которые аккумулируются на ТЭЦ, и это имеет место, как следует из изложенного, в часы дневных максимумов нагрузки. В этой связи в часы ночных провалов электропотребления появляется возможность снизить генерацию электроэнергии за счет разгрузки отборов турбин. Отпуск потребителям требуемого количества тепловой энергии сохраняется за счет тепловых аккумуляторов. Такое перераспределение в течение суток выработки тепловой энергии на ТЭЦ обеспечивает требуемое решение поставленной задачи уменьшения генерации электроэнергии в часы ночных провалов нагрузки энергосистемы с помощью ТЭЦ за счет разгрузки отборов и без перехода к отпуску тепловой энергии непосредственно от котлов. Предлагаемое уменьшение генерации на КЭС и одновременное равное увеличение ее на ТЭЦ в часы максимального спроса возможно, поскольку отборы турбин существующих ТЭЦ Беларуси в отопительный период не загружены на полную мощность. Наконец, при необходимости можно обеспечить требуемые дополнительные теплофикационные мощности. Возможность снижения нагрузки на отборы турбин и соответственно генерации электроэнергии в ночное время определяется соотношением между существующим и минимально возможным пропуском пара в Т-отбор. Подобное уменьшение генерации электроэнергии на ТЭЦ достигается и используется в настоящее время. Отличие существующего регулирования от предлагаемого состоит в способе покрытия возникающего дефицита тепловой энергии: если в существующем варианте используются непосредственно котлы, то в нашем случае последнее негативное явление блокируется, а требуемый отпуск тепловой энергии происходит за счет разрядки аккумуляторов. Зарядка же последних происходит, как сле-

дует из изложенного и что существенно, во время максимума электропотребления за счет увеличения нагрузки отборов. В результате не только уменьшается прямое сжигание природного газа в котлах, но и происходит замещение конденсационных мощностей теплофикационными.

**Оценка энергосберегающего эффекта.** В составе энергосистемы Беларуси имеется 31 ТЭЦ, из которых 10 имеют начальные параметры пара 90 ата и выше. Эти станции, представляющие интерес для решения поставленной задачи в первую очередь, разнесены по трем группам в зависимости от начальных параметров пара (табл. 2).

Таблица 2

Некоторые показатели основных ТЭЦ ОЭС Беларуси за отопительный период

№ п/п	Название станции	Начальное давление пара, ата	Средний отпуск за отопительный период		Осредненная удельная теплофикационная выработка $w_q$ , кВт·ч/Гкал	Средняя нагрузка отопительного периода	
			электроэнергии $W_e \cdot 10^{-3}$ , МВт·ч	тепловой энергии $Q_T \cdot 10^{-3}$ , Гкал		$N_{э ср}$ , МВт	$Q_T$ , Гкал/ч
1	Минская ТЭЦ-4	240	3083	4064	759	702	925
2	Бобруйская ТЭЦ-2	130	518	1268	409	118	289
3	Новополоцкая ТЭЦ	130	562	1959	287	128	446
4	Гомельская ТЭЦ-2	130	1335	1801	741	304	410
5	Гроденская ТЭЦ-2	130	669	2006	334	152	457
6	Могилевская ТЭЦ-2	130	704	1620	435	160	369
7	Мозырская ТЭЦ	130	374	1002	374	85	228
8	Светлогорская ТЭЦ	130	254	709	358	58	161
9	Жодинская ТЭЦ	90	87	376	231	20	86
10	Витебская ТЭЦ	90	197	533	370	45	121
	Итого		$7,78 \cdot 10^3$	$15,3 \cdot 10^3$	507		

Из рассмотрения исключены ТЭЦ, где в той или иной мере реализована парогазовая технология без станционных параллельных связей, на которых снижение мощности связано с разгрузкой ГТУ, что сопровождается ускоренной выработкой моторесурса.

Используя данные о нагрузках и характеристиках основного оборудования десяти ТЭЦ энергосистемы Беларуси, отобранных для регулирования генерации (табл. 2), оцениваются возможное их участие в обсуждаемом регулировании генерации электроэнергии и требуемые параметры тепловых аккумуляторов, обеспечивающих решение поставленной задачи: емкость, мощности систем заряда и разряда. На основе этих данных и характерных графиков электрических нагрузок (рис. 2, табл. 1) принимаются два варианта максимальной температуры зарядки тепловых аккумуляторов: 150 и 120 °С. Последнее значение для ТЭЦ, где отсутствуют П-отборы, безальтернативно. Температура разрядки принята 70 °С. Период разрядки продолжительностью 7 ч определен с 23:00 до 6:00, период зарядки – 17 ч с 6:00 до 23:00.

Величину требуемого снижения генерации можно распределить между ТЭЦ разными способами, что, собственно, составляет отдельную задачу. Для

определения вклада каждой ТЭЦ в общий результат требуется учитывать возможность уменьшения и увеличения мощности за счет Т-отборов конкретной ТЭЦ в часы экстремумов графиков нагрузки энергосистемы и при необходимости привлечения П-отборов к пиковому нагреву прямой сетевой воды. Необходимо знать удельную выработку электроэнергии на тепловом потреблении по каждому из отборов в отдельности с учетом сопряженного изменения генерации регенеративными отборами и, наконец, удельному расходу топлива на единицу продукции: тепловой энергии и электроэнергии.

На основе установленного вклада ТЭЦ в снижение мощности энергосистемы определяются соответствующие ему емкость тепловых аккумуляторов и необходимое увеличение мощности генерации электроэнергии в часы максимума нагрузок, обеспечивающие требуемую аккумуляцию тепловой энергии для ее отпуска в ночные часы в соответствии с потребностью. Рассеяние энергии для тепловых аккумуляторов данного типа принято в соответствии с данными [16] и составляет  $\approx 5\%$ , что соответствует общей погрешности оценки. Например, температура обратной воды в большинстве случаев будет ниже  $70\text{ }^{\circ}\text{C}$  и это приводит к росту реальной емкости тепловых аккумуляторов, что, с одной стороны, позволяет удлинить период разрядки, с другой – увеличить нагрузку на Т-отбор и соответственно мощность генерации электроэнергии в период зарядки.

Снижение необходимой емкости центральных аккумуляторов может быть достигнуто за счет установки тепловых аккумуляторов у потребителей тепловой энергии и перед распределительной сетью. Мотивация потребителя может заключаться в дифференцированном тарифе на тепловую энергию: в часы дневных максимумов тариф снижается для стимуляции аккумуляции тепловой энергии, в часы ночных провалов электропотребления – увеличивается.

В табл. 3 приведен вариант распределения требуемого снижения мощности между ТЭЦ, соответствующие емкости центральных тепловых аккумуляторов, устанавливаемых на площадках станций, соответствующее суточное системное уменьшение потребления топлива. Результаты приведены для двух вариантов зарядки тепловых аккумуляторов: на станциях, имеющих турбины с П-отборами, рассматривается температура зарядки  $120$  и  $150\text{ }^{\circ}\text{C}$ . При выбранной величине ночного снижения генерации  $0,35$  ГВт и обозначенных отрезках дневных максимумов и ночных минимумов увеличение мощности дневной генерации определено по каждому из перечисленных вариантов зарядки и составило соответственно  $\approx 0,144$  и  $0,126$  ГВт.

Разность мощностей генерации электроэнергии на ТЭЦ в часы максимумов и минимумов потребления электроэнергии, достигаемая за счет тепловых аккумуляторов, в принятом варианте исходных данных составляет  $\approx 0,5$  ГВт, или  $\approx 25\%$  от  $\Delta N_{\text{max}}$  (табл. 1). Величина  $0,5$  ГВт рассматриваемого изменения генерации за счет ТЭЦ соответствует разности максимумов мощности электропотребления в отопительный и межотопительный периоды (табл. 1). В этом случае требуемые прочие способы регулирования генерации, входящие в комплекс соответствующих мероприятий ОЭС Беларуси, могут выбираться исходя из потребностей межотопительного периода. Годовая системная экономия топлива составляет в зависимости от температур зарядки

тепловых аккумуляторов, указанных выше, соответственно 75 и 65 тыс. т у. т. Очевидно, что и это значение, и величина повышения мощности в часы максимума суточного графика электропотребления зависят от наружных температур, определяющих отопительную нагрузку ТЭЦ.

Таблица 3

**Энергетические показатели регулирования генерации электроэнергии с помощью тепловых аккумуляторов**

№ п/п	Название станции	Изменение мощности генерации электроэнергии $\Delta N$ , МВт		Разгрузка Т-отбора в часы минимума, Гкал/ч	Емкость теплового аккумулятора, Гкал	Объем бака-аккумулятора, тыс. м <sup>3</sup> , при температуре разрядки 70 °С и температуре зарядки, °С		Суточная системная экономия топлива, т у. т., при температуре, °С	
		Снижение в ночные часы	Увеличение в дневные часы			120	150	120	150
1	Минская ТЭЦ-4	51	21,0	67	470	9,39	9,39	52	52
<b>Итого по ТЭЦ 240 ата</b>		<b>51</b>	<b>21,0</b>	<b>67</b>	<b>470</b>	<b>9,39</b>	<b>9,39*</b>	<b>52</b>	<b>52*</b>
2	Бобруйская ТЭЦ-2	37	15,3	68	474	9,49	5,93	36	30
3	Новополоцкая ТЭЦ	37	15,0	68	475	9,50	5,94	42	35
4	Гомельская ТЭЦ-2	51	21,0	69	485	9,71	9,71*	53	53*
5	Гроденская ТЭЦ-2	37	15,0	67	471	9,43	5,89	41	34
6	Могилевская ТЭЦ-2	39	16,0	71	496	9,92	6,20	38	32
7	Мозырская ТЭЦ	39	16,0	71	496	9,91	6,19	46	38
8	Светлогорская ТЭЦ	28	12,0	51	358	7,15	4,47	32	27
<b>Итого по ТЭЦ 130 ата</b>		<b>268</b>	<b>110,0</b>	<b>465</b>	<b>3255</b>	<b>65,10</b>	<b>44,33</b>	<b>289</b>	<b>248</b>
9	Жодинская ТЭЦ	10	4,0	19	130	2,60	1,63	10	9
10	Витебская ТЭЦ	22	9,0	42	296	5,92	3,70	28	23
<b>Итого по ТЭЦ 90 ата</b>		<b>31</b>	<b>13,0</b>	<b>61</b>	<b>426</b>	<b>8,52</b>	<b>5,32</b>	<b>38</b>	<b>31</b>
<b>Итого</b>		<b>350</b>	<b>144,0</b>	<b>593</b>	<b>4151</b>	<b>83,00</b>	<b>59,00</b>	<b>379</b>	<b>331</b>

\* Температура зарядки теплового аккумулятора равна 120 °С.

Полученные расчетные данные не связаны с той или иной характерной отопительной нагрузкой и оценивают ситуацию исходя из блокирования негативных последствий существующего вынужденного перераспределения тепловых нагрузок между отборами ТЭЦ и котлами. В развитие оценки требуется статистический анализ стояния наружных температур и соответствующего им отпуска тепловой энергии. Необходим учет иных факторов для получения полноты ситуации и уточнения расчетных данных в отношении емкости тепловых аккумуляторов и прочих решений. Однако полученные первые оценки достаточно убедительны для продолжения работ по использованию тепловых аккумуляторов в покрытии графиков нагрузок. Например, очевидно, что минимальная отопительная нагрузка может быть использована в полном объеме. Потенциал регулирования генерации с помощью ТЭЦ в этом случае мало от-

личается от использованной выше величины ночной разгрузки ТЭЦ на 0,35 ГВт, если не превышает ее. Полный потенциал данного способа привлечения ТЭЦ к регулированию генерации электроэнергии связан с максимальным отключением Т-отборов в часы ночных минимумов потребления электроэнергии и соответствующим увеличением ее генерации для аккумуляирования тепловой энергии в часы дневных максимумов.

Использование тепловых аккумуляторов для регулирования генерации может быть альтернативой применению для этой цели электродкотлов или пиковых пневмоаккумулирующих газотурбинных электростанций (или существенно ограничить требуемую их мощность), что рассматривается как регулятор генерации после ввода АЭС [10]. Рассеяние энергии при использовании пневмоаккумулирующих газотурбинных мощностей достигает 50 %, что на порядок превышает рассеяние энергии, связанное с предлагаемым способом регулирования на базе ТЭЦ и тепловых аккумуляторов.

**Размеры тепловых аккумуляторов.** Обзор конструкций тепловых аккумуляторов приведен в [16]. На данном этапе представляет интерес оценка размеров площадки для размещения соответствующего оборудования и объема инвестиций, требуемых на реализацию соответствующего проекта. Из приведенных результатов решения следует, что в рассмотренной постановке задачи требуется интегральный объем тепловых аккумуляторов 83 и 56 тыс. м<sup>3</sup> при температурах зарядки соответственно 120 и 150 °С. Максимальный объем аккумулятора определен до 10 тыс. м<sup>3</sup>, что приемлемо для реализации.

Для оценки размеров и инвестиций, как принято, обратимся к аналогу. В качестве последнего можно принять тепловой аккумулятор, установленный на производственной площадке ОАО «Интеграл». Объем упомянутого аккумулятора составляет 0,96 тыс. м<sup>3</sup>, образован шестью емкостями объемом по 160 м<sup>3</sup>, диаметром 3,6 м, длиной 17,4 м. Для теплового аккумулятора с прямым накоплением теплоносителя наиболее рационально вертикальное расположение емкостей. В первом приближении для размещения тепловых аккумуляторов объемом 1,0 тыс. м<sup>3</sup> размеры площадки составят 15×25 м<sup>2</sup>. При единичной емкости аккумуляторов 10 тыс. м<sup>3</sup>, что требуется в нашем случае, площадка для размещения оборудования увеличивается до 30×100 м<sup>2</sup>. Безусловно, этот вопрос требует уточнения, в том числе с учетом особенностей условий расположения конкретной ТЭЦ.

**Экономическая оценка.** Стоимость аналога объемом 1,0 тыс. м<sup>3</sup>, упомянутого выше, составляет 450 тыс. дол. США. Интегральные инвестиции всего рассматриваемого объема тепловых аккумуляторов приняты по сметной стоимости аналога пропорционально изменению требуемой емкости. В зависимости от варианта зарядки объем инвестиций в реализацию составляет соответственно 39 и 26 млн дол. США. Годовая системная экономия топлива составляет соответственно 75 и 65 тыс. т у. т. Вместе с тем совокупный экономический эффект применения способа регулирования генерации энергосистемы включает более шести слагаемых, из которых приведенная выше величина не самая значимая [1]. Это делает еще более привлекательным с экономических позиций рассматриваемый способ регулирования мощности.



С учетом полученных значений экономии топлива, интегрального объема и инвестиций в установку тепловых аккумуляторов, других соответствующих показателей проведена оценка экономической эффективности решения, результаты которой представлены на рис. 3–5.

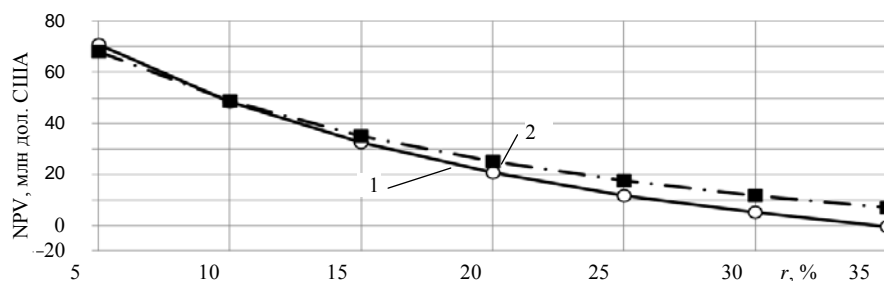


Рис. 3. Зависимость значения чистого приведенного дохода от ставки дисконтирования: 1 – внутренняя норма рентабельности (IRR) (вариант зарядки – до 120 °С; 2 – то же (вариант зарядки – до 150 °С)

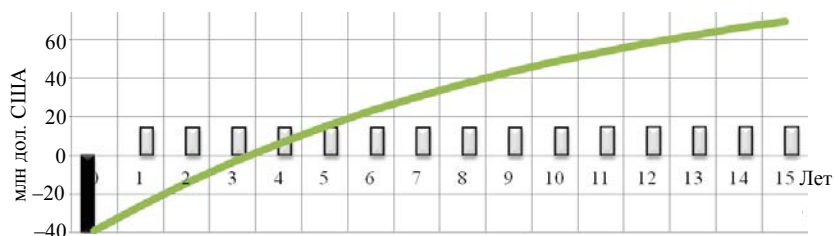


Рис. 4. Изменение денежного потока за период эксплуатации комплексов в варианте зарядки аккумуляторов до 120 °С при ставке дисконтирования 10 %: ■ – капиталовложение; □ – прибыль; — – чистый дисконтированный доход



Рис. 5. Изменение денежного потока за период эксплуатации комплексов в варианте зарядки аккумуляторов до 150 °С при ставке дисконтирования 10 % (обозначения – на рис. 4)

Анализ полученных расчетных данных указывает на высокую экономическую эффективность возможного проекта по реализации рассмотренного способа регулирования генерации даже в варианте учета только одной топливной составляющей совокупного результата, сохраняющейся до величины внутренней нормы рентабельности 37 и 46 % для вариантов зарядки тепловых аккумуляторов соответственно до 120 и 150 °С. Энергосберегающий эффект несколько больше в варианте зарядки тепловых аккумуляторов до 120 °С при практически равных или лучших экономических показателях варианта зарядки до 150 °С.

## ВЫВОДЫ

1. Применяемые способы регулирования генерации электроэнергии энергетически не эффективны и приводят к большому перерасходу топлива, который в ОЭС Беларуси оценивается величиной до 0,15 млн т в год. Регулирование мощности с помощью ТЭЦ, сопряженных с тепловыми аккумуляторами, оказывается энергетически значительно эффективнее и позволяет ежегодно экономить энергосистеме до 75 тыс. т у. т. при снижении мощности ночной генерации на 0,35 ГВт. При этом достигается высокая технико-экономическая целесообразность: требуемые инвестиции (26–39 млн USD) имеют дисконтированный срок возврата до трех лет.

2. В ОЭС Беларуси большая доля мощностей приходится на паротурбинные ТЭЦ, а имеющаяся соответствующая инфраструктура позволяет обеспечить широкое применение эффективного регулирования мощности в часы суточных провалов нагрузки с помощью ТЭЦ и тепловых аккумуляторов. Комплекс мероприятий, предназначенных для регулирования графиков генерации энергосистемы, следует дополнить способом, использующим ТЭЦ совместно с тепловыми аккумуляторами. Апробация способа на данном этапе только в объеме рассмотренного варианта снижения мощности ночной генерации на 0,35 МВт не только обеспечивает большую годовую экономию топлива при высокой экономической эффективности, но и позволяет накопить опыт строительства и эксплуатации тепловых аккумуляторов и регулирования мощности. Последнее потребует энергосистеме Беларуси для решения рассматриваемой задачи после ввода АЭС.

3. Разность мощностей генерации электроэнергии на ТЭЦ в часы максимумов и минимумов потребления электроэнергии, которая может быть достигнута в предлагаемом способе регулирования, в существующих условиях в Республике Беларусь находится на уровне до 1,5 ГВт, или  $\approx 70\%$  максимального диапазона регулирования  $\Delta N_{\max}$  существующего графика нагрузок (табл. 1). При этом годовая системная экономия топлива оценивается в  $\approx 0,23$  млн т у. т. Очевидно, что это существенная, но не единственная и даже не определяющая статья совокупного экономического эффекта. Регулирование генерации с помощью ТЭЦ и тепловых аккумуляторов более экономично в сравнении с привлечением электродкотлов, использование которых рассматривается с вводом АЭС [10]. В сравнении же с пневмоаккумулирующей газотурбинной электростанцией рассеяние энергии оказывается на порядок меньше и, что важно, имеет место такое же соотношение инвестиций на реализацию соответствующих проектов. Экономические показатели рассмотренного способа регулирования генерации высокие, например дисконтированный срок возврата инвестиций только за счет системной экономии топлива не превышает трех лет.

4. В комплексе с другими способами регулирования генерации электроэнергии в энергосистеме, рассмотренными в [9, 11], минимизируется или исключается потребность в привлечении действующих КЭС к решению рассматриваемой задачи. Обеспечивается покрытие характерных графиков нагрузок (табл. 1) как в отопительный период на базе рассмотренного метода регулирования мощности, так и в межотопительный период на базе варианта

регулирования, рассмотренного в [9, 11]. В этом случае удельный расход топлива на регулирующих мощностях составит величину 0,17–0,20 против 0,34 кг на киловатт-час, что имеет место в настоящее время на конденсационных паротурбинных блоках в режимах регулирования генерации. Важно и то, что при этом сохраняются режимы работы оборудования, не увеличивающие выработку моторесурса – проблемы, особенно актуальной для газотурбинных установок, которые сегодня необходимо интегрировать в состав паротурбинных станций и в первую очередь в структуру ТЭЦ [18].

5. Необходимо рассмотреть возможность адаптировать имеющиеся модули тепловых аккумуляторов емкостью до 5 тыс. м<sup>3</sup> или разработать новые для успешного внедрения их в состав ТЭЦ для повышения эффективности последних в решении задачи регулирования текущей мощности энергосистемы.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Гуртовцев, А. Л. Выравнивание графиков электрической нагрузки энергосистемы / А. Л. Гуртовцев, Е. П. Забелло // Энергетика и ТЭК. – 2008. – № 7/8. – С. 13–20.
2. Гуртовцев, А. Л. Электрическая нагрузка энергосистемы. Выравнивание графика / А. Л. Гуртовцев, Е. П. Забелло // Новости электроТехники. – 2008. – № 5 (53). – С. 108–114.
3. Гуртовцев, А. Л. Электрическая нагрузка энергосистемы. Выравнивание графика / А. Л. Гуртовцев, Е. П. Забелло // Новости электроТехники. – 2008. – № 6 (54). – С. 48–50.
4. Забелло, Е. П. Косвенные методы управления электрическими нагрузками в Белорусской энергосистеме / Е. П. Забелло, А. И. Сульжиц, А. М. Сульжиц // Энергетика и ТЭК. – 2009. – № 4. – С. 22–26.
5. Забелло, Е. П. Косвенные методы управления электрическими нагрузками в Белорусской энергосистеме / Е. П. Забелло, А. И. Сульжиц, А. М. Сульжиц // Энергетика и ТЭК. – 2009. – № 5. – С. 16–18.
6. Короткевич, А. Баланс мощностей Белорусской энергосистемы и проблемы регулирования суточного графика нагрузок / А. Короткевич, О. Фоменко // Энергетика и ТЭК. – 2008. – № 4. – С. 12–15.
7. Поспелова, Т. Г. Стратегический потенциал ресурсо- и энергосбережения. Выравнивание национального графика нагрузки / Т. Г. Поспелова, Г. В. Кузьмич // Энергетика и ТЭК. – 2008. – № 7/8. – С. 21–25.
8. Седнин, В. А. Возможность использования энергетических комплексов промышленных предприятий для покрытия пиковых электрических нагрузок / В. А. Седнин, А. В. Седнин, М. Л. Богданович // Энергия и менеджмент. – 2009. – № 1. – С. 6–10.
9. Копросу обеспечения графиков электрической нагрузки энергосистемы с привлечением потенциала энерготехнологических источников промышленных предприятий / Б. М. Хрусталева [и др.] // Энергетика и менеджмент. – 2010. – № 1. – С. 4–11.
10. Молочко, Ф. И. Способы регулирования нагрузки Белорусской энергосистемы после ввода АЭС / Ф. И. Молочко, А. Ф. Молочко // Энергетика и ТЭК. – 2011. – № 6. – С. 18–26.
11. Коломыцкая, Н. А. Технично-экономическая эффективность использования теплотехнологической нагрузки асфальтобетонных производств для обеспечения пиковых нагрузок энергосистемы комбинированной генерацией энергии: дис. ... магистра экон. наук: 1-27.01.01-10 / Н. А. Коломыцкая. – Минск, 2010. – 115 с.
12. Короткевич, А. М. О балансе мощностей Белорусской энергосистемы и проблемы регулирования суточного графика нагрузок: настоящее и перспективы / А. М. Короткевич, О. Г. Фоменко // Электроэнергетика. – 2008. – № 2. – С. 24–28.

13. Потребление энергии и потенциал энергоснабжения в промышленных теплотехнологиях и теплоэнергетике / В. Н. Романюк и [и др.] // Энергия и Менеджмент. – 2011. – № 3. С. 3–11.

14. Трутаев, В. И. Прирост себестоимости производства электроэнергии как экономический критерий обоснования очередности разгрузки энергоустановок в ночные часы / В. И. Трутаев, В. М. Сыропушинский // Энергетическая Стратегия. – 2010. – Ноябрь–декабрь. – С. 19–24.

15. Стрелкова, О. А. Повышение эффективности отпуска теплоты от ТЭЦ путем оптимизации режимов работы основного оборудования и температурных графиков тепловой сети: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.14 / О. А. Стрелкова. – Минск, 2004. – 160 с.

16. Бекман, Г. Тепловое аккумулирование энергии / Г. Бекман, П. Гилли; пер. с англ. – М.: Мир, 1987. – 271 с.

17. Трутаев, В. И. Применение электродогревателей на ТЭЦ как эффективный способ получения маневренной электрической мощности в энергосистеме Беларуси с вводом АЭС / В. И. Трутаев, В. М. Сыропушинский // Электроэнергетика. – 2010. – Июль–август. – С. 19–24.

18. Попырин, Л. С. Эффективность технического перевооружения ТЭЦ на базе парогазовых установок / Л. С. Попырин, М. Д. Дильман // Теплоэнергетика. – 2006. – № 2. – С. 34–39.

Представлена кафедрой ПТЭ и Т

Поступила 05.01.2012